

ENEL: prospettive e rischi degli investimenti in energia nucleare

Steve Thomas, Professore di Politica Energetica, Università di Greenwich

Rapporto per Greenpeace Italia e Fondazione Culturale Responsabilità Etica

Sintesi - Aprile 2009

1. Introduzione

ENEL viene spesso accomunata ad altre grandi compagnie elettriche nazionalizzate europee come Electricité de France (Francia), Central Electricity Generating Board (UK), Public Power Company (Grecia) e Electricidade de Portugal. Ognuna di queste società ha, però, le sue caratteristiche distintive. Ci sono, per esempio, importanti differenze tra Enel e EDF.

Mentre il governo francese, nel frazionare EDF per ridurre la sua posizione di mercato, ha fatto poco più del minimo richiesto dalla Direttiva Europea per la regolamentazione dei mercati interni dell'energia (Direttiva 96/92/CE), il Governo italiano ha effettivamente frazionato la compagnia elettrica nazionale e il suo potere di mercato.

ENEL è stata di proprietà totale dello stato fino al 1999, quando il 32% delle quote sono state vendute. Una serie di ulteriori vendite ha lasciato lo Stato italiano con una quota pari al 31,2%, il 21,1% posseduto direttamente e il 10,1% attraverso la Cassa Depositi e Prestiti. Il "Decreto Bersani" prevedeva che ENEL venisse frazionata in unità separate per le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita ai clienti "idonei", nonché l'obbligo di ridurre la propria capacità produttiva cedendo entro il 2002 "non meno di 15.000 MW", un obiettivo che non è stato raggiunto fino al 2005.

Il Governo ha richiesto a ENEL di vendere 15.000 MW della sua capacità produttiva in tre tranche. La prima, Elettrogen, con una capacità installata di 5.418 MW, è stata venduta nel luglio del 2001 a un consorzio guidato dall'utility spagnola Endesa. La seconda tranche di 7.008 MW, nota come Eurogen, è stata venduta a un consorzio, Edipower, controllato da Edison (Italia) e da EDF (Francia) nel marzo del 2002. L'ultima, Interpower, che comprende 2.611MW, è stata venduta nel novembre del 2002.

Nel 2005 ENEL ha ceduto anche la sua unità di trasmissione (GRTN-Gestore del Sistema Elettrico), a TERNA, di cui ENEL possiede attualmente solo una quota pari al 5%.

2. L'espansione internazionale

Nonostante i ricavi derivanti dalla vendita di parte della rete e degli impianti di produzione, ENEL è stata molto più lenta di EDF, RWE e E.ON nell'espansione internazionale.

Fino al 2006, le maggiori operazioni all'estero di ENEL erano state:

- l'acquisizione dell'azienda elettrica spagnola Viesgo, che ENEL ha comprato da Endesa nel 2001;
- il controllo del maggiore impianto in Bulgaria, Maritza East III (840MW, lignite), acquistato nel 2003;
- il controllo (66 per cento) di Slovenske Elektrarne (SE), il più largo produttore di energia elettrica in Slovacchia, acquisito nel 2005;
- il controllo (51 per cent) di Electrica Banat e di Electrica Dobrogea, distributori di energia elettrica in Romania con 1.4 milioni di clienti;
- operazioni di partnership con la società privata russa ESN Energo per la gestione del North West Thermal Power Plant (NWTPP) di San Pietroburgo.

Nell'ottobre del 2007 ENEL e la società spagnola Acciona hanno rilevato il 92% delle quote della società ENDESA per 43 miliardi di euro (ENEL ha rilevato il 67% e Acciona il 25%). Le principali infrastrutture all'estero di Endesa si trovano in America Latina, dove possiede 14.317MW di capacità installata.

Secondo i termini dell'acquisizione di Endesa, Acciona aveva un'opzione "put" per vendere le sue quote in qualsiasi momento tra il 27 marzo 2010 e il 26 marzo 2016. La vendita delle quote avrebbe permesso ad Acciona di ridurre il suo debito di oltre 17 miliardi di euro ma avrebbe aumentato i debiti di ENEL. Nel febbraio del 2009, ENEL ha siglato un accordo per rilevare la quota di Acciona in Endesa per 11,1 miliardi di euro. L'accordo include il trasferimento di infrastrutture per la produzione di energie rinnovabili per 2,9 miliardi di euro ad Acciona. Secondo gli accordi, Acciona riceverà 9.6 miliardi di euro da ENEL, mentre i rimanenti 1,5 miliardi di euro saranno pagati attraverso i dividendi di Endesa.

Con l'acquisizione di Endesa, ENEL diventa una delle cinque maggiori "utilities" europee, insieme a EDF, E.ON, RWE e GDF Suez.

3. La situazione finanziaria di ENEL

Valutare la posizione di ENEL è reso complicato dall'acquisizione di ENDESA nell'ottobre del 2007. Il "pro forma" 2007 mostra i risultati rettificati come se ENDESA fosse stata posseduta da ENEL per l'intero anno (si vedano le Tavole 1 e 2)

Tavola 1 - Risultati di ENEL – 2004-2008

	2004	2005	2006	2007	2007 pro forma	2008
Ricavi	31011	33787	38513	43673	43688	61184
Utile netto	2631	3895	3036	3977	3916	5293
EBIT				6990	6781	9541
EBITDA				10023	9840	14318
Indebitamento netto	24514	12312	11690	55791	55791	49967
Dipendenti	61898	51778	58548	73500		68517

Fonti: Per il 2004-2007 http://www.enel.it/azienda/en/investor_relations/dati_sintesi/. Per il 2007 pro forma e per il 2008, ENEL e 'FY 2008 consolidated result and 09-13 plan' ENEL di ENEL

Tavola 2 - Il rating di ENEL

	2005	2006	2007	2008
Standard & Poor's				
Outlook	Stabile	Negativo	C.W. Negativo	C.W. Negativo
Medio/lungo termine	A+	A+	A-	A-
Breve-termine	A-1	A-1	A-2	A-2
Moody's				
Outlook	Stabile	Stabile	C.W. Negativo	C.W. Negativo
Medio/lungo termine	Aa3	Aa3	A1	A2
Breve-termine	P-1	P-1	P-1	P-1

Fonti: Per il 2004-2007 http://www.enel.it/azienda/en/investor_relations/dati_sintesi/. Per il 2007 pro forma e per il 2008, ENEL e "Risultati consolidati 2008 e piano 09-13" di ENEL

Nei passati cinque anni i ricavi e l'utile netto sono raddoppiati, in particolare dal 2007 e in seguito all'acquisizione di ENDESA, che ha portato, inoltre, un significativo incremento nel numero dei dipendenti. L'effetto in assoluto più evidente è, comunque, l'incremento del debito, che si era ridotto per diversi anni fino al 2006, **ma che si è quintuplicato nel 2007.**

Nonostante ci sia stata una riduzione del 10% nel debito netto nel corso del 2008, i livelli di debito sono ancora molto più alti di quelli degli ultimi dieci anni. Anche il rating assegnato è in discesa. Nel lungo termine, sia Standard & Poor's che Moody's assegnano un rating a ENEL molto al di sotto dei loro rating più alti e le previsioni sono di una ulteriore riduzione. La capacità di ENEL di ripagare il debito nel breve termine non è messa in dubbio, ma il suo rating per il lungo termine inciderà in maniera negativa sul costo del capitale, conseguenza molto rilevante per ENEL dati gli alti debiti finanziari e i suoi ambiziosi piani di investimento nel nucleare.

Nell'analisi di ENEL dei propri risultati per il 2008, ENEL indica come prioritario il mantenimento di un rating A-/A2 e punta a ridurre l'indebitamento netto a 41 miliardi di euro entro il 2013 attraverso la vendita di asset (10 miliardi di euro), con l'aumento di capitale (8 miliardi di euro) e attraverso i flussi di cassa disponibili (4 miliardi di euro). A questi valori vanno contrapposti i 12 miliardi di euro necessari per finanziare l'operazione di acquisto delle ulteriori quote di ENDESA e la conseguente uscita di Acciona dal gruppo.

Le vendite di asset includono la vendita della rete elettrica ad alto voltaggio (2009), la vendita delle quote di maggioranza della rete gas (2009), la vendita di quote di minoranza di ENEL Green Power (2009) e la vendita di altri asset non strategici (2009 e 2010).

Dalle prime tre operazioni di vendita, secondo le previsioni di ENEL, la società dovrebbe ottenere 6 miliardi di euro, mentre dalla vendita degli asset non strategici dovrebbe ottenere 1,6 miliardi di euro nel 2009 e 2,4 miliardi di euro nel 2010. La vendita della rete ad alto voltaggio (TERNA) è già stata decisa e frutterà 1,15 miliardi di euro nell'aprile 2009. Sono state ricevute due separate offerte vincolanti per la rete di distribuzione del gas a bassa pressione (su un totale di 12 società che hanno già espresso il loro interesse), a quanto riferito, per circa 1,3 miliardi di euro. Il valore atteso al quale le quote di Enel Green Power devono essere vendute per raggiungere i 6 miliardi di euro previsti è, quindi, di 3,5 miliardi di euro.

L'aumento di capitale è atteso per il 2009 e sarà sottoscritto da un gruppo di banche e dallo Stato italiano, azionista al 31%, che ha accettato di coprire l'aumento di capitale.

ENEL incrementerà anche il suo cash flow abbandonando l'obiettivo di un dividendo di importo fisso di 0,49 euro per azione in favore di un pay-out pari al 60% dell'utile netto consolidato dal 2009 in poi. Questo porterà a una riduzione della spesa per i dividendi, ma nello stesso tempo tenderà a ridurre il prezzo delle azioni, rendendo di conseguenza più difficoltoso lo stesso aumento di capitale.

Riducendo i piani di spesa per investimenti a medio lungo-termine di 12 miliardi di euro rispetto ai precedenti piani, ENEL spenderà 33 miliardi di euro nei prossimi cinque anni.

Dopo aver valutato i risultati di ENEL e il suo piano strategico dal 2008 al 2013, Standard & Poor's ha annunciato di mantenere il rating A- per il medio-lungo termine e il rating A-2 per il breve termine, **ma che ENEL sarebbe tenuta sotto osservazione con "implicazioni negative"**.

4. Analisi per divisioni

In termini di ricavi, la divisione maggiore è la divisione "Mercato-Italia". Comunque, trattandosi di un business al dettaglio, i profitti e il numero di occupati sono bassi e gli investimenti richiesti sono minimi. "Generazione ed energy management-Italia" è un business ad alta redditività con profitti e esigenze di investimenti maggiori rispetto alla divisione "Mercato-Italia". "Infrastrutture e reti-Italia" è una divisione ad alta redditività (misurata dall'EBITDA in percentuale dei ricavi), ma nello stesso tempo richiede una quota elevata di investimenti e impiega circa un terzo della forza lavoro di ENEL.

Anche la divisione "Internazionale" impiega un largo numero di dipendenti. La nuova divisione "Iberia e America Latina" è redditizia ma impiega circa un quarto della forza lavoro dell'ENEL e assorbe circa il 40% delle spese per investimenti. **La divisione ENEL Green Power appare altamente redditizia, nonostante richieda un elevato ammontare di investimenti a lungo termine.**

Tavola 3 - Redditività ENEL per divisione (2008)

	EBITDA in % dei Ricavi
Gen & energy management – Italia	14
Mercato – Italia	2
Infrastrutture & reti – Italia	57
Internazionale	22
Iberia & America Latina	29
ENEL Green Power	64
TOTALE	19

Fonte: ENEL "2008 Results Annexes"

Mentre è vero che la vendita di quote della rete ad alto voltaggio, delle reti di distribuzione del gas e di ENEL Green Power aiuterà a ridurre le esigenze di spesa per investimenti, va considerato che queste divisioni sono anche quelle a maggiore redditività, in quanto ad esse si riferisce non solo il 12% dei ricavi di ENEL, ma addirittura il 34% dell'EBITDA.

5. Capacità installata

L'acquisizione di ENDESA ha significativamente espanso gli orizzonti di ENEL, tanto che ora più della metà della capacità di generazione e oltre due terzi della produzione è localizzata all'estero (vedi Tavola 5).

Tavola 4 - Capacità installata di ENEL

	Capacità installata (GW)	Produzione (TWh)
Italia	40.3	96.3
Spagna	16.7	61.9
Europa SE	6.4	26.4
Russia	8.2	22.5
America	11.7	46.1
Totale	83.3	315.9

Fonte: ENEL, 2009 'Annexes to FY-2008 consolidated results and 09-13 plan'

6. Le aspirazioni nucleari di ENEL

6.1 Italia

In seguito ai risultati del Referendum sull'energia nucleare del novembre 1987, i quattro impianti nucleari al tempo presenti in Italia (Latina, Garigliano, Trino Vercellese e Caorso) furono chiusi definitivamente. Nel dicembre 1987, il Governo italiano impose una moratoria di cinque anni sulla costruzione e sulla progettazione di nuove centrali nucleari (una delibera del CIPE nel 1990 definì la disattivazione degli impianti).

Nel 2008 un annuncio da parte del Presidente del Consiglio Berlusconi, ha dato la luce verde alla ripresa dei piani di sviluppo. Nel mese di febbraio 2009, EDF annunciava una joint-venture al 50% con ENEL per costruire quattro reattori EPR in Italia. L'accordo tra EDF ed ENEL è coinciso con la firma di un accordo di cooperazione nucleare tra il Presidente Sarkozy e il Primo Ministro italiano Berlusconi. L'accordo tra ENEL e EDF è ancora preliminare e durerà solo cinque anni, per poi essere eventualmente rinnovato. I piani sono comunque subordinati alle modifiche nella legislazione italiana.

Non è chiaro se l'accordo preveda l'obbligo per EDF di investire nei quattro impianti italiani. In considerazione dell'alto debito di EDF e degli investimenti della società previsti in Francia e in Gran Bretagna, è poco probabile che EDF assuma un impegno maggiore di una piccola quota.

Nella probabile ipotesi che ENEL debba finanziare interamente le quattro unità e che queste ultime possano essere costruite al costo previsto per gli EPR francesi (4,5 miliardi di euro), sarebbe richiesto un investimento da parte di ENEL di 18 miliardi di euro. Tale previsione appare improbabile in Italia, data la mancanza di esperienza di ENEL per oltre 20 anni nella costruzione di impianti nucleari. E.ON, la più grande utility tedesca, ha stimato nel maggio 2008 che il costo di costruzione di un EPR in Gran Bretagna sarebbe stato di 5-6 miliardi di euro, mentre le stime provenienti dagli Stati Uniti indicano un costo per unità tra i 6,4 e i 10 miliardi di euro. Se consideriamo realistica per l'Italia la stima di E.ON per la gran Bretagna, il costo delle quattro unità in Italia sarebbe di circa 25 miliardi di euro. L'inizio dei lavori di costruzione è previsto per il 2014/2015 e l'entrata in funzione è prevista per il 2020.

6.2 Francia

Il maggiore potenziale di investimento nucleare di ENEL all'estero è in Francia, dove Enel ha lavorato con EDF alla costruzione di nuovi impianti nucleari a partire dal 2003.

Nel maggio del 2005 è stato raggiunto un accordo con EDF, con il quale ENEL rilevava 200 MW (il 12,5%) da ognuno dei sei EPR previsti in Francia. La costruzione della prima unità, Flamanville 3, è iniziata nel dicembre 2007. Siccome Flamanville 3 non sarebbe entrato in funzione prima del 2012, a ENEL è stato concesso l'equivalente in energia del 12,5% dei sei reattori, ovvero 1.200 MW, dagli impianti nucleari già esistenti di EDF. ENEL pagherà il 12,5% della costruzione di Flamanville 3 e parteciperà al processo di progettazione e costruzione, per acquisire il know-how e l'esperienza per i propri futuri progetti. La conclusione dell'accordo è avvenuta solo nel novembre del 2007.

Nel luglio 2008, il Presidente Sarkozy ha annunciato che un nuovo EPR sarebbe stato commissionato, per iniziarne la costruzione nel 2011. Nel mese di febbraio 2009, ENEL e EDF hanno annunciato un accordo industriale per l'acquisizione da parte di ENEL del 12,5% del nuovo EPR annunciato da Sarkozy previsto a Penly.

Nel novembre del 2008, EDF ha reso noto che i costi attesi per la costruzione di Flamanville 3 sarebbero aumentati del 20% rispetto alle previsioni, da 3,3 miliardi di euro a 4 miliardi di euro. Se non ci fosse un ulteriore aumento, le quote di ENEL ammonterebbero a 0,5 miliardi di euro, ma l'esperienza suggerisce che il rischio di un ulteriore aumento è probabile.

Per i futuri EPR, il costruttore francese Areva ha stimato, nel settembre 2008, che i costi sarebbero stati di 4,5 miliardi di euro. Nel caso in cui gli impianti venissero ordinati, assumendo un costo di 4,5 miliardi di euro per ogni EPR, il totale dell'investimento ENEL necessario in Francia sarebbe pertanto di almeno 3,3 miliardi di euro. Bisogna inoltre considerare il rischio associato agli alti costi operativi, di dismissione e di smaltimento delle scorie.

6.3 Romania

ENEL controlla due società di distribuzione in Romania con il 51%, Electrica Banat and Electrica Dobrogea, con 1,4 milioni di clienti.

Nel novembre del 2008 ENEL ha partecipato, con una quota del 9,15%, alla costituzione della società S.C.EnergNuclear S.A., alla quale è stata commissionata la costruzione di due nuove unità Candu-6, una tipologia di reattore ordinato per la prima volta 30 anni fa, mentre l'ordine più recente risale al 1996. L'inizio dei lavori di costruzione è previsto per il 2010, mentre l'entrata in funzione è prevista per il 2015, al costo di 4 miliardi di euro. La quota di competenza di ENEL, sarebbe dunque di 370 milioni di euro.

6.4 Slovacchia

Nel febbraio del 2005, ENEL ha concluso un accordo per l'acquisto del 66% dell'utility slovacca Slovenske Elektrarne (SE), per 840 milioni di euro, successivamente siglato nel maggio del 2006.

SE possedeva circa l'83% della capacità installata in Slovacchia (7.000 MW), compresi 6 reattori di progettazione russa, del tipo VVER-440, presso i siti di Bohunice e Mochovce. Come condizione dell'accordo, ENEL avrebbe dovuto continuare i piani di SE di completare due dei reattori di Mochovce, mentre altri due erano stati recentemente completati e resi operativi. Secondo la stampa slovacca, il completamento di Mochovce non era parte dell'accordo formale e il completamento sarebbe stato possibile solo dopo uno studio di fattibilità.

Quando ENEL ha rilevato SE, le date previste di completamento dei reattori erano 2011 e 2012. In seguito a uno studio di fattibilità, che ha dato esito positivo, la previsione per il completamento degli impianti di Mochovce 3 e 4 sono state fissate al 2012 e 2013, mentre la firma dei contratti per il completamento era prevista per la metà del 2008.

Nel 2007, un consorzio di nove banche accordò un finanziamento di 800 milioni di euro, ma, sotto le pressioni di Greenpeace, nel 2008 tre banche, ING, Banca Intesa e Erste Bank, rifiutarono di permettere che la linea di credito venisse utilizzata per il completamento di Mochovce, il cui costo previsto era diventato 1,7 miliardi di euro. ENEL/SE dovette dichiarare che avrebbe finanziato integralmente il completamento dell'impianto, attraverso i propri flussi di cassa. Il processo fu ulteriormente posticipato nel settembre del 2008 dalla decisione del Governo slovacco di richiedere a ENEL/SE una nuova Valutazione di Impatto Ambientale.

La firma del contratto di completamento è stata, quindi, ulteriormente rinviata. **Nell'ottobre del 2008, la rivista Nucleonics Week riportava che il prezzo offerto da Skoda e da Atomstroyexport per il completamento dello stesso impianto era addirittura triplicato.**

Nel novembre del 2008, alla data dell'inizio formale dei lavori, il prezzo da contratto per il completamento di Mochovce **risultava essere di 2,775 miliardi di euro**, mentre ENEL/SE continua a dichiarare di poter finanziare i lavori attraverso i propri flussi di cassa. **Ancora a marzo 2009, il contratto non risultava ancora firmato.** Le difficoltà relative all'impianto di Mochovce sono dovute sia alla difficoltà di completare ordini di oltre venti anni prima nel rispetto degli attuali standard di sicurezza, sia alla mancanza di adeguata documentazione sulla qualità del lavoro già fatto. Le esperienze passate (in particolare quella di Temelin) fanno pensare che i costi, le cui stime sono già aumentate del 60% tra il 2007 e il 2008, potranno aumentare ancora.

Sommando i quattro programmi nucleari di ENEL (3,3 miliardi di euro per la Francia, 2,8 miliardi di euro per la Slovacchia, 0,4 miliardi di euro per la Romania e 25 miliardi di euro per l'Italia), il costo totale degli investimenti risulta essere pari a 31,5 miliardi di euro. Date le esperienze passate e la nota tendenza dei costi e dei tempi di costruzione degli impianti nucleari a eccedere quelli previsti, queste previsioni di costo sono probabilmente sottostimate.

7. Conclusioni

L'acquisto di Endesa per oltre 40 miliardi di euro è stata la causa principale dell'incremento dell'indebitamento netto di ENEL, da circa 10 miliardi di euro nel 2006 fino al livello di circa 50 miliardi di euro nel 2009. Il fatto che l'acquisizione di Endesa possa essere stata una buona scelta strategica rimane ancora da accertare, ma dato che l'accordo è stato portato a termine, ENEL deve ora misurarsi con le conseguenze di tale accordo, in particolare con un alto livello di debito. Vale la pena notare che EDF, che ha un fatturato all'incirca dello stesso livello di ENEL, **è preoccupata per il suo elevato debito, nonostante ammonti a 25 miliardi di euro, la metà del debito di ENEL.**

L'impegno a rilevare la quota in Endesa, detenuta dal socio di minoranza spagnolo Acciona, richiederà 11 miliardi di euro, ammontare solo in parte mitigato dalla vendita della rete ad alto voltaggio (1,15 miliardi di euro) e dalla rete di distribuzione del gas (circa 1 miliardo di euro). Per ridurre il debito ai livelli previsti di 40 miliardi di euro, ENEL sta pianificando le seguenti operazioni: la vendita di asset per circa 8 miliardi di euro, inclusa una quota di Enel Green Power (implicitamente circa 3,5 miliardi di euro); un aumento di capitale per 8 miliardi di euro; e un contributo di 4 miliardi attraverso i flussi di cassa. Tutte queste misure presentano aspetti problematici.

L'ulteriore contributo alla riduzione del debito attraverso i flussi di **cassa comporterà dividendi più bassi rispetto a quanto sarebbero stati altrimenti.** Siccome lo Stato italiano possiede ancora il 31% di ENEL, questo implicitamente significa che i proventi per lo Stato italiano saranno più bassi di circa 1,25 miliardi di euro, mentre il valore delle stesse quote tenderà a ridursi. I contribuenti italiani inoltre pagheranno circa 2,5 miliardi di euro per l'aumento di capitale, che verrà reso più difficoltoso a causa del più basso valore delle quote azionarie.

Naturalmente, se la priorità è recuperare risorse finanziarie, gli asset che renderanno di più sotto questo profilo sono quelli più redditizi. **Gli asset che Enel intende vendere sono infatti proprio quelli a maggiore redditività.** La redditività di "ENEL Green Power" e quella della divisione "Infrastrutture e Reti Italia" è tre volte più alta di quella generale del gruppo.

Ridurre il debito ENEL a livelli gestibili sarà dunque estremamente difficile e dispendioso per i contribuenti italiani. Di quanto questo peso sarebbe alleggerito se ENEL abbandonasse i suoi programmi di investimento nel nucleare non è facile stimarlo con esattezza, basandosi sui dati forniti da ENEL. **Una stima realistica relativa al costo dei piani nucleari di ENEL è che richiederanno ulteriori investimenti per oltre 30 miliardi di euro nei prossimi dieci anni.**

Questi investimenti appaiono, inoltre, quasi interamente discrezionali. L'accordo con EDF ad accollarsi il 12,5% dei sei nuovi EPR costruiti da EDF (3.000MW) non è ancora vincolante. Anche se l'accordo fosse perfezionato, ENEL rimarrebbe comunque un attore minore in Francia se confrontato con EDF e con il nuovo gruppo GDF Suez.

La stampa slovacca ha riportato che il completamento degli impianti di Mochovce non rientra nell'accordo formale per rilevare SE e che il completamento sarebbe avvenuto solo in seguito a uno studio di fattibilità. Dato che il costo per il completamento è triplicato, il rischio che l'operazione non sia conveniente dal punto di vista economico è alto. **Non è del tutto chiaro se ENEL sia realmente vincolata al completamento dell'impianto: dovrebbe essere prioritario stabilirlo, in considerazione del fatto che, nonostante l'apparente ripresa dei lavori di costruzione, non essendo stati siglati i relativi contratti, la posizione di ENEL potrebbe non essere irreversibile.**

Anche l'investimento in Romania, sebbene relativamente piccolo, non è vincolante.

Infine, il maggior investimento previsto riguarda proprio l'Italia, in quanto raggiunge un costo stimato di circa 25 miliardi di euro. Le passate performance di Enel nel nucleare sono state molto scarse: impianti inaffidabili, costi e tempi di realizzazione che hanno ecceduto di gran lunga le previsioni.

ENEL ha avuto solo una breve esperienza con il nucleare oltre venti anni fa, per cui è come se ricominciasse da zero. L'ironia della situazione è che una delle soluzioni individuate da ENEL per finanziare i propri piani sia la vendita di quote nella divisione a maggiore redditività, Enel Green Power. Gli azionisti di ENEL dovrebbero chiedere al Consiglio di Amministrazione perché ENEL non stia concentrando i propri investimenti proprio nel settore delle energie rinnovabili, piuttosto di investire in un settore ad elevato rischio, quale è il nucleare.